



Économie publique/Public economics

14 | 2004/1
Varia

Marchés organisés et marchés de gré à gré en électricité

Organised versus mutual agreement electricity markets

Yves Smeers



Édition électronique

URL : <http://journals.openedition.org/economiepublique/212>

ISSN : 1778-7440

Éditeur

IDEP - Institut d'économie publique

Édition imprimée

Date de publication : 15 janvier 2005

ISBN : 36-26-44-X

ISSN : 1373-8496

Référence électronique

Yves Smeers, « Marchés organisés et marchés de gré à gré en électricité », *Économie publique/Public economics* [En ligne], 14 | 2004/1, mis en ligne le 05 janvier 2006, consulté le 01 mai 2019. URL : <http://journals.openedition.org/economiepublique/212>

économie publique

études et recherches

Revue de l'Institut d'Économie Publique

Deux numéros par an

n° 14 - 2004/1



économiepublique sur internet : www.economie-publique.fr

© Institut d'économie publique – IDEP

Centre de la Vieille-Charité

2, rue de la Charité – F-13002 Marseille

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

Imprimé en France.

La revue **économie**publique bénéficie du soutien du Conseil régional Provence-Alpes-Côte d'Azur

ISSN 1373-8496

Dépôt légal décembre 2004 – n° imprimeur 362644X

Marchés organisés et marchés de gré à gré en électricité

Yves Smeers *

Introduction

Certains grands consommateurs industriels sont manifestement déçus par la restructuration de l'industrie électrique en Europe. Lors de la conférence « Competition and Coordination in the Electricity Industry » organisée par l'IDEI les 16 et 17 janvier 2004, une semaine avant celle de l'IDEP, un de ces consommateurs a fait part de son désappointement quant au marché des contrats de l'électricité. Les produits qui l'intéressent sont largement absents d'un marché occupé par des produits standard dont il n'a que faire. Il est intéressé par des produits structurés, c'est-à-dire des contrats à plus ou moins long terme, avec des prix indexés sur ceux des ventes de son industrie, contenant des profils de charges adaptés à sa production, et comprenant assez de clauses de flexibilité pour faire face aux aléas de celle-ci. Il ne trouve le plus souvent sur le marché organisé que des produits horaires pour le lendemain. La situation ne lui semble pas meilleure sur le marché bilatéral occupé par quelques produits de profil plats à maturité de deux ou trois ans dont les prix évoluent de manière erratique. Ce consommateur profitait de l'occasion pour faire part aux nombreux académiques qui peuplaient l'assemblée de sa frustration de constater leur manque d'intérêt pour ce type de question. Les consommateurs industriels étaient-ils plus heureux lors de la conférence « L'ouverture des marchés européens de l'électricité – Gestion des contrats de fourniture » organisée par l'IDEP les 22 et 23 janvier 2004 ? Non ! La critique, au moins aussi virulente, y pourfendait également la pauvreté et l'opacité des marchés électriques bilatéraux.

On ne peut que comprendre la déception des consommateurs industriels. Ils avaient peut-être eux-mêmes contribué à des espérances excessives en terme de prix. Mais on leur avait explicitement promis cette explosion de produits structurés adaptés à leurs besoins qui devait immanquablement accompagner la mise

*. Université catholique de Louvain. Faculté des sciences appliquées, Département d'ingénierie mathématique, CORE, Voie du Roman Pays, 34 1348 Louvain-la-Neuve Belgique smeers@core.ucl.ac.be

en concurrence. Le succès de la restructuration des télécommunications ne pouvait que doper leurs espérances. Un monde électrique constitué de bourses peu liquides et de marchés bilatéraux où ne se traitent que quelques produits élémentaires laisse ces consommateurs loin du compte. Compatir à leur déception ne suffit pas. On doit également s'inquiéter et essayer de comprendre : un marché électrique sans industrie consommatrice d'électricité ne suffira pas au bonheur des citoyens européens.

Les consommateurs avaient sans doute raison de se plaindre. Mais ils se méprenaient au moins sur un point. Les discussions académiques dont ils étaient les témoins ne portaient pas explicitement sur leurs préoccupations, mais elles leur étaient directement liées. Le système électrique, depuis sa restructuration, pose un problème de coordination des opérations et des prix qu'on ne maîtrise pas complètement et dont on s'obstine à ignorer ce qu'on maîtrise. Il en résulte un chaos qui fait que les prix pour les produits structurés que revendent les consommateurs sont effectivement difficiles à établir ou négocier, que ce soit pour le consommateur qui demande ces produits ou pour le producteur qui les fournit. Cet exposé, dont le thème a été choisi par les organisateurs de la conférence de l'IDEP, discute cette question. Sait-on quel portefeuille de marchés organisés et de gré à gré peut faire fonctionner un système électrique restructuré ? Et met-on en œuvre ce que l'on sait ?

Le texte est structuré comme suit : la première section présente un exemple de contrat transfrontière auquel on se référera dans la suite. La section expose également les deux thèmes qui seront défendus : tout d'abord, il est difficile de créer des marchés électriques en nombre suffisant et fonctionnant bien ; ensuite, il ne sert à rien d'augmenter encore cette difficulté en repassant par les mêmes erreurs d'organisation de marchés que d'autres ont commises et documentées. La deuxième section aborde le premier thème : bien que le contrat qui sert d'exemple soit très simple, on ne peut actuellement le valoriser sur la base des produits actuellement commercialisés sur les marchés qu'ils soient organisés ou de gré à gré. Les marchés de ces produits n'existent pas ou sont encore en développement. La troisième section veut explorer les raisons de cette situation. On a souvent répété avant la restructuration que l'électricité est un produit spécial. On en comprend mieux les implications maintenant. L'électricité est très différenciée dans le temps et l'espace ; la concurrence ne peut fonctionner adéquatement que si suffisamment de marchés existent et sont liquides. La section discute deux cas où cette exigence a pu être rencontrée et où le système fonctionne bien : le système nordique basé sur un marché organisé, et NETA, en Angleterre et au Pays de Galles où tout est bilatéral. La section 4 analyse les questions d'architecture des marchés électriques de manière un peu plus formelle sur la base de l'expérience existante. Elle distingue deux architectures majeures. Dans l'une, on organise un marché qui traduit les contraintes physiques du système électrique et qui reflète donc la différenciation

spatiale et temporelle de l'électricité. Dans l'autre, on n'organise que des marchés de produits agrégés qui ne prennent pas en compte cette différenciation. Plusieurs autres marchés peuvent être soit organisés soit laissés au développement bilatéral sur chacune de ces bases. De nombreuses architectures sont possibles ; mais la prise en compte de la différenciation spatiale de l'électricité dans un marché organisé y apparaît comme essentielle. La section 5 justifie ce point en passant brièvement en revue l'expérience acquise ; elle conclut que l'Europe ne prend pas suffisamment en compte cette expérience.

Le texte évoque, souvent de manière superficielle, de nombreuses questions que le lecteur pourrait souhaiter approfondir. L'ouvrage de Steve Stoft (2002) fournit sans doute le traitement le plus complet des différents aspects de restructuration du système électrique. Il y aborde en particulier en détail les questions de structure et d'architecture de marché. L'ouvrage de Clewlow et Strickland (2000) demeure une référence incontournable pour aborder les aspects financiers des marchés énergétiques. La série des Risk Books (www.riskbooks.com) contient un ensemble d'ouvrages qui reprennent des collections d'articles pertinents dans le domaine. La connexion entre les modèles financiers décrits dans ces articles et les questions d'architecture de marché examinées dans Stoft reste cependant à faire.

Les bourses électriques européennes dont il est dit ici qu'elles n'offrent pas les produits nécessaires à la valorisation des contrats de long terme évoluent rapidement. En particulier la bourse allemande EEX a vu récemment une grande augmentation de sa liquidité. Il est conseillé aux lecteurs de consulter les sites de ces bourses pour obtenir les informations relatives aux produits traités. On trouvera un lien vers les sites de ces bourses sur le site de la Direction générale de l'Énergie de la Commission européenne (*voir infra*). La thèse de François Boisseleau (2004) discute l'impact de ces bourses dans la restructuration des marchés électriques. Cette thèse contient également une impressionnante liste de références.

Il n'existe pas à notre connaissance de traitement unifié des expériences nord américaines auxquelles on fait référence dans les sections 4 et 5. Le site du Harvard Electricity Policy Group (HEPG) www.ksg.harvard.edu/hepg collecte systématiquement les rapports relatifs à ces marchés. Le lecteur les trouvera sous l'intitulé « RTO/ISO/ Market Reports ». Il découvrira également sur ce site une immense variété d'autres textes pertinents. Le site <http://www.ucei.berkeley.edu/> de l'« Energy Institute » de l'Université de Californie (UCEI) est également une source remarquable d'études sur les questions de restructuration de l'électricité. Il est intéressant de noter que ces sites ne contiennent que peu de documents relatifs aux implications financières de ces questions de restructuration, confirmant ainsi la distance qui sépare encore l'analyse physique et économique de ces marchés et leur vue financière. Enfin, les sites <http://www.nordpool.no> de Nordpool et <http://www.elecpool.com/> pour NETA fournissent des descriptions de ces systèmes. Le lecteur recherchera sur les sites HEPG et UCEI des études particulières

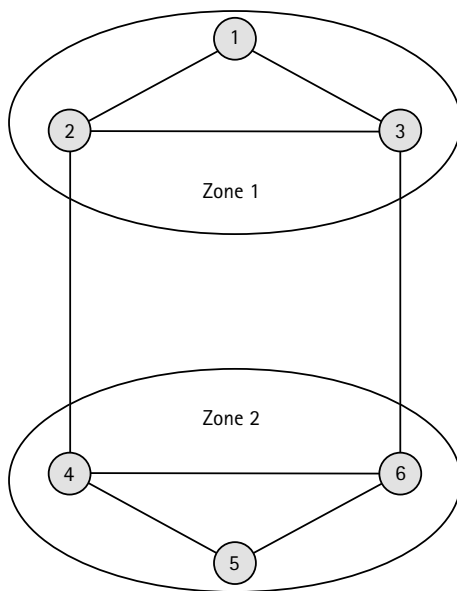
de ces systèmes.

Enfin, cet article se réfère également à l'expérience européenne, c'est-à-dire aux démarches visant à intégrer les marchés électriques en Europe. On trouvera des informations relatives à cette démarche sur le site de la Direction générale de l'Énergie de la Commission européenne (DG TREN). Le lecteur y recherchera dans la rubrique « Ouverture des marchés » la sous-rubrique « Électricité », les rubriques marché intérieur de l'électricité, et dans celles-ci, « Florence Forum ». C'est dans la rubrique « Électricité » qu'il trouvera le lien vers les bourses électriques.

1. Un exemple

Pour fixer les idées, considérons un système électrique stylisé, initialement proposé dans Chao et Peck (1988) et repris en figure 1.

Figure 1 : réseau à 6 nœuds et deux zones



Ce système comprend deux zones, chacune de trois nœuds. Ces zones sont interconnectées par deux lignes dont les capacités sont limitées. L'écoulement de l'électricité dans ce réseau est décrit par les lois de Kirchoff. La littérature relative à la restructuration de l'électricité raisonne le plus souvent sur la version linéarisée, dite approximation du courant continu de la seconde de ces lois. Nous

faisons implicitement la même hypothèse tout en notant qu'elle n'est pas essentielle pour notre propos. En revanche, il est essentiel de comprendre que c'est cette seconde loi qui est à l'origine du caractère très particulier du transport d'électricité. C'est également ce caractère particulier qui rend la négociation d'un contrat de transport d'électricité pratiquement impossible dans un système contraint. Cette question, au cœur de la différenciation spatiale de l'électricité, réapparaîtra plus loin sous d'autres formes.

Le manque de produits structurés et les difficultés à les négocier étaient au cœur de la plainte des consommateurs à l'IDEI et à l'IDEP. Ce sera le point de départ de cette discussion. Nous supposons un consommateur industriel, localisé au nœud 3 de la zone I, en quête d'un contrat de fourniture d'électricité. Ses exigences sont modestes. Sa consommation n'a pas de caractère saisonnier : elle se reproduit de la même manière tous les jours de l'année selon quatre tranches de six heures chacune (0-6), (6-12), (12-18), (18-24). La consommation fluctue dans chaque tranche horaire ; ses minima sont respectivement 1, 2, 3 et 2 Mw dans les tranches successives ; les fluctuations aléatoires peuvent se monter à 10 % du minimum. Les prix des produits finis vendus par ce producteur sont liés au prix du gaz naturel ; il voudrait donc un contrat indexé partiellement sur le prix du gaz naturel.

Le consommateur cherche un contrat de long terme. Il peut faire appel au producteur de la zone I dont les unités sont situées aux nœuds 1 et 2. Il peut également faire appel à un producteur localisé au nœud 4 dans la zone II. Il espère au moyen de la mise en concurrence recevoir des offres des deux zones. Il devra négocier le contrat. Cela ne l'inquiète pas trop *a priori* : les produits structurés sont monnaie courante dans le secteur énergétique. Leur avantage est de pouvoir valoriser par la négociation des services contractuels importants pour les deux parties, mais dont le marché ne fixe pas les prix. Le consommateur pourra rencontrer une première surprise dans sa quête de contrats de long terme. Le cadre économique a en effet changé depuis l'introduction de la restructuration. Le producteur de la zone I est brusquement passé du statut d'opérateur historique régulé, à celui d'opérateur dominant sur le marché éligible. Un contrat de long terme renforcera sa position dominante, ce qui pourrait entraîner des difficultés avec les autorités de la concurrence. La jurisprudence suggère qu'un contrat d'horizon plus court, de quelques années, ne devrait pas poser problème. Supposons donc que le consommateur de la zone I recherche un contrat de fourniture, par exemple de cinq ans.

Un contrat de moyen terme permet aux parties de valoriser des services auxquels le marché ne donne pas nécessairement un prix. Par exemple, une clause de flexibilité est une option que, sauf cas exceptionnel, on ne trouvera pas sur le marché électrique. Producteur et consommateur chercheront, par la négociation, à s'accorder sur une valeur satisfaisante pour les deux parties. Mais ils ne s'attendent pas à négocier tous les termes du contrat à partir de rien. Ils doivent

pouvoir se référer à des fondamentaux ou sous-jacents observables sur les marchés. Les contrats de gaz naturel de long terme (typiquement 20 ans) qui étaient la règle sur le marché européen illustrent cette démarche. Les marchés spot de gaz naturel n'existaient pas à l'époque et ne pouvaient donc servir de base aux prix contractuels. Cependant, la référence à quelques fondamentaux importants (prix de produits pétroliers, indices économiques...) dans des contrats constitués essentiellement de clauses confidentielles, suffisait à intégrer le marché. Des produits structurés électriques demandent également des fondamentaux. Les produits horaires des bourses et les quelques produits standardisés tant décriés par les industriels présents aux conférences de l'IDEI et de l'IDEP sont les seuls candidats à ce rôle. A-t-on des raisons de penser que ces produits peuvent effectivement faire l'affaire ? La question est également pertinente pour un producteur qui, pour investir, voudra peut-être également s'assurer de débouchés stables et se plaindra d'une vision limitée à un horizon qui sera écoulé avant que sa nouvelle unité à cycle combiné n'ait fourni son premier Mwh.

Une des deux thèses défendues dans ce texte est que ce que l'on sait des systèmes électriques restructurés ne pousse pas à accorder trop de confiance ni aux fondamentaux de l'industrie électrique (combustibles) ni aux produits électriques existant sur le marché, pour le moyen terme et *a fortiori* pour le long terme. Un contrat de fourniture trans-frontière (ici de la zone II vers la zone I) sera entaché d'incertitudes considérables, que ni le producteur ni le consommateur pourrait ne vouloir supporter. Le consommateur conclura peut-être que le producteur ne désire pas négocier, et ce pour contribuer à maintenir un oligopole. C'est possible. Mais une autre explication est au moins aussi plausible : le peu de produits sur les marchés organisés et bilatéraux, le manque de liquidité et de profondeur de ceux-ci, et de manière générale ce que nous comprenons des marchés électriques, incitent les producteurs à ne pas s'engager quand il y a trop de risques qu'on ne peut couvrir. L'incertitude est inhérente aux marchés concurrentiels et le marché électrique présente probablement plus d'inconnues que d'autres. La deuxième thèse défendue dans le texte est que, dans ces conditions, il est particulièrement nuisible d'augmenter encore cette incertitude en adoptant une mauvaise architecture des marchés.

2. L'analyse du contrat

Le produit structuré de la section 1 (ci après « le contrat ») n'est pas très compliqué : il comprend essentiellement deux fournitures à terme (la commodité et le transport) et des options simples (sur la commodité et sur le transport). L'apparition de méthodes financières dans les marchés électriques a été saluée comme une révolution : il est donc naturel d'appliquer une démarche courante dans ces

méthodes et d'essayer de décomposer le contrat en quelques produits simples. Si ces derniers sont suffisamment standard, on pourra espérer en trouver les prix sur des marchés organisés, au pire en trouver des cotations sur des marchés bilatéraux. Cela étant fait, on essaiera de calculer la valeur du contrat à partir des prix et cotations de ces produits simples. Cela sera possible si la décomposition est parfaite. Sinon on constatera que le marché est incomplet parce qu'il ne permet pas de reproduire tous les éléments du contrat. Une partie de la valeur et du risque associés au contrat ne pourra être évaluée sur la base des seules données de prix trouvées sur le marché : ce sera à la négociation entre les parties de la valoriser.

Procédant selon ce principe, on décompose le contrat de long terme entre le nœud 4 (localisation du producteur de la zone II) et le nœud 3 (localisation du consommateur de la zone I) en fournitures d'énergie et services de transport. On obtient ainsi :

1. Quatre contrats à terme pour la fourniture d'électricité au nœud 4 dans chaque tranche horaire (1MW, 2 MW, 2 MW, 3 MW).
2. Quatre options call pour des montants correspondant à une flexibilité de 10 % sur ces fournitures.
3. Un contrat permettant l'accès au réseau. Nous simplifions et supposons qu'il s'agit d'une charge fixe annuelle, payée une fois pour toutes. Elle n'interviendra plus dans la discussion.
4. Quatre contrats à terme pour les services de transport. Ceux-ci couvrent les coûts de congestion du réseau entre les nœuds 4 et 3 encourus pour assurer les fournitures dans les quatre tranches horaires (1MW, 2MW, 2MW, 3MW).
5. Quatre option call pour des services de transport supplémentaires entre les nœuds 4 et 3 correspondant à la flexibilité de 10 % sur les fournitures.

La décomposition s'avère prometteuse puisqu'elle mène à des produits extrêmement simples, en tout cas d'un point de vue financier. Les parties constateront cependant rapidement qu'il n'existe actuellement que peu de prix ou cotation de ces produits sur le marché. En effet,

1. Le traitement de produits de type futures en est encore au stade du développement dans les bourses. Les produits trouvés sur les marchés bilatéraux se réfèrent à des blocs horaires insuffisants pour reproduire le profil de charge du contrat. De plus ces produits portent pour l'essentiel sur des maturités à trois ans. Des maturités plus longues existent, mais elles sont pour le moment peu liquides. Enfin, comme l'ont fait remarquer les participants industriels aux conférences de l'IDEI et de l'IDEP, les cotations de ces produits sont peu transparentes : elles résultent d'enquêtes auprès d'intermédiaires

sur le marché, une méthode que l'expérience américaine a montrée vulnérable à des incitants pervers. Les consommateurs industriels ne seront pas seuls à se désoler : le régulateur hollandais (DTe 2004) est également arrivé à la conclusion que ces cotations manquent de transparence. Mais cette constatation n'est que de peu de réconfort.

2. Sauf pour le système nordique, il n'existe pas d'option sur les marchés organisés. La mise en place d'enchères virtuelles, comme condition à l'autorisation d'opérations de concentration, a récemment créé des options. Ces options ne rencontrent pas les contraintes horaires du contrat. Il n'y a pas de cotation d'option sur les marchés décentralisés.
3. Le droit d'accès est supposé une charge fixe régulée. Il ne causera pas de difficulté.
4. Il n'existe pas de contrats de congestion entre les nœuds 4 et 3. En cas de congestion, une des parties, (le producteur ou le consommateur, selon le contrat) devra recourir aux services d'équilibrage, ou avoir souscrit un contrat de secours dans la zone I. Il existe cependant quelques enchères (les Pays-Bas et ses voisins) pour des services de transport entre zones en principe non interruptibles. Ces services sont offerts pour des profils plats pour des durées de un an ou un mois. Les services journaliers sont horaires.
5. Il n'existe *a fortiori* pas d'option sur ces contrats de transport.

Il n'est donc pas possible de trouver le prix de ce contrat simple sur le marché. Ceci est d'autant plus remarquable que les produits qui résultent de la décomposition du contrat sont, d'un point de vue financier, les plus simples possibles.

Mais peut-être est-ce trop demander de trouver le prix de marché du contrat. Après tout, une fourniture de gaz ou de charbon de dix ou vingt ans ne se conclut pas à prix fixe. Le contrat comprend des clauses d'indexation par rapport à des sous-jacents observables sur le marché, qui déterminent largement les prix de la fourniture. Ce contrat de gaz ou de charbon prévoit également des renégociations, par exemple tous les trois ou cinq ans, pour tenir compte de l'évolution des marchés. On pourrait donc, plutôt que chercher un prix fixe du contrat, recourir à des indices par rapport auxquels le prix pourrait être calculé. Seuls resteraient à négocier la forme et les coefficients des clauses d'indexation ainsi que la valeur des contrats d'option. Si le problème est plus simple, il reste encore trop compliqué. On pourrait en effet se référer aux cotations du marché à terme pour indexer la fourniture de base, soit le produit (i) dans la décomposition précédente. Mais on a vu que les consommateurs industriels considèrent ces cotations comme opaques. On pourrait faire appel aux résultats des enchères des capacités annuelles de transport pour indexer la base du service de transport, soit le produit (iii) dans la décomposition précédente. Mais ces enchères n'existent pas toujours et les opérateurs de réseau discutent depuis six ans dans le cadre du Forum de Florence (consulter le

site de la DG TREN de la Commission européenne) pour savoir comment aller de l'avant. Enfin, sauf pour le recours aux enchères virtuelles, on ne trouvera rien pour les services de flexibilité, c'est-à-dire pour les produits (ii) et (v).

3. L'origine des difficultés

On peut évidemment se demander pourquoi les marchés des produits électriques sont si peu développés. La nouveauté de la restructuration en électricité y est certes pour quelque chose. Mais le problème pourrait être plus fondamental. Sauf situation favorable où l'électricité se comporte plus ou moins comme un autre bien, il pourrait être difficile et même impossible, d'organiser des marchés efficients des produits dérivés de l'électricité. La question se pose à deux niveaux. On pourrait ne pas pouvoir trouver les sous-jacents nécessaires à l'indexation des contrats électriques. Alternativement, on pourrait trouver ces sous-jacents mais ne pas voir se développer les marchés des produits dérivés. La première question est de nature physique. Les caractéristiques de l'électricité permettent-elles qu'existe(nt) un ou quelques prix européens de l'électricité sur des marchés suffisamment liquides pour qu'ils ne puissent être manipulés ? Peut-on utiliser ces prix comme sous-jacents pour indexer des contrats ? La deuxième question est plus économique. La volatilité des prix électriques expose les agents économiques à de grands risques. Peut-on développer des produits financiers dérivés de ces sous-jacents permettant de couvrir ces risques et que suffisamment d'agents soient intéressés à négocier ? L'absence de sous-jacents implique évidemment un manque de produits dérivés. La réponse tient en deux parties : de manière générale, les caractéristiques de l'électricité ne facilitent ni l'existence d'un prix européen de l'électricité, ni même de quelques prix régionaux. Par ailleurs, la structure et l'architecture du marché européen compliquent encore les choses.

3.1. Des sous-jacents électriques

Il est difficile d'identifier des sous-jacents électriques. L'électricité est en effet loin d'être un bien homogène. Les raisons sont bien connues et ont été fréquemment mentionnées avant la restructuration. Mais leurs conséquences n'avaient pas été explorées et sont restées sous-estimées. L'électricité n'est pas stockable ; elle est donc différenciée dans le temps. Elle se transporte mal et parfois pas du tout ; elle est donc également différenciée dans l'espace. Les conséquences sont immédiates : il y a beaucoup de produits électriques et en principe autant de marchés. Aucun de ces marchés ne peut *a priori* servir de sous-jacent européen et chacun de ces marchés est peu liquide. Il s'agit là d'une différence importante par rapport

à d'autres énergies comme le charbon ou le gaz naturel. On peut en effet ramener le prix du charbon à basse teneur en soufre en un port européen à son prix à Hampton Roads VA. et à un coût de transport entre la côte Est des États-Unis et le port d'importation en Europe. Le charbon est stockable, les prix en différentes périodes sont donc liés par ce coût de stockage. Ces relations seront valables aussi longtemps que, comme maintenant, les États-Unis seront le producteur marginal en Europe. Il peut évidemment y avoir, comme actuellement, congestion sur le transport de charbon mais cette congestion dépend du taux d'utilisation des bateaux au niveau mondial. Le prix de cette congestion, et donc le coût du transport, sont donc donnés en permanence par le marché. Le prix du charbon sur la côte Est et le coût du transport constituent donc des indices naturels et liquides pour déterminer le prix du charbon en un port européen. Le gaz naturel pose déjà un problème plus compliqué : on peut également considérer le prix du gaz naturel en une localisation européenne donnée comme la somme d'un coût de transport et d'un prix en des sites gaziers, comme Emden ou Zeebrugge où se négocie et transite beaucoup de gaz. Le gaz peut être stocké : les prix entre périodes sont donc, aussi longtemps que les capacités de stockage ne sont pas saturées, liés par le coût de stockage. Le prix du gaz en une localisation européenne et les coûts de transport et de stockage, y compris les coûts de la congestion de ces installations, sont donc des indices qui peuvent servir à indexer le prix du gaz livré à un consommateur. La complication vient de ce que les coûts de congestion ne sont pas, en Europe, déterminés par le marché. Il n'y a donc pas d'indice liquide du coût du transport et du stockage. La congestion sur ces installations n'étant pas, jusqu'à présent, très importante, il ne s'agit cependant pas d'un réel problème. C'est ce phénomène de congestion qui est exacerbé en électricité. Toute référence à un prix de l'électricité européenne en une localisation particulière, *via* un coût de transport est une fiction, tout comme l'est la référence à la « plaque de cuivre continentale ». La réalité est que le marché physique de l'électricité est segmenté par les congestions sur les lignes et par l'absence de stockage entre les périodes. Les marchés sont donc nombreux et (presque) en conséquence peu liquides, que ce soit pour la commodité ou pour le transport. Le manque de liquidité a deux conséquences : il implique des coûts spécifiques et incite à la manipulation. Les agents ont tendance à désertir ce type de marché avec, pour conséquence une nouvelle perte de liquidité. Pour couronner le tout, le choix des architectures de marché peut compliquer inutilement des opérations d'arbitrage déjà difficiles. Les solutions à ce problème de liquidité ne sont pas nombreuses. Il existe cependant quelques cas intéressants où le problème a été résolu, sinon totalement, au moins de manière très satisfaisante. En particulier le marché nordique, organisé à partir d'un pool non obligatoire (voir Stoft (2002) pour une discussion de cette notion), et bénéficiant d'un réseau confortable et de grandes ressources hydrauliques, s'est jusque maintenant bien comporté. Il en est de même, bien que pour des raisons

très différentes, du système NETA actuellement en place en Angleterre et au Pays de Galles. Nous discutons brièvement ces deux cas.

3.2. Un marché électrique organisé et liquide

Le système nordique offre un exemple de marché électrique organisé liquide. Nordpool détermine le prix de l'électricité tous les jours pour les 24 heures de la journée, pour l'ensemble du marché nordique ; c'est le « system price ». Il existe donc un véritable sous-jacent électrique dans le marché nordique de l'électricité. Nordpool a pu, sur cette base, organiser un marché de futures très liquide ; il a également développé un marché d'options sur futures. Ces produits ne permettraient cependant pas de trouver le prix du contrat de la section 1. Il n'y a en effet pas de futures et d'options permettant de reproduire la décomposition horaire du contrat. L'hydraulique norvégienne atténue cependant fortement les variations journalières du prix. Pouvoir disposer d'un profil horaire est donc moins important. Le marché est incomplet, mais il est liquide : on ne peut calculer le prix du contrat, mais il est possible de trouver des sous-jacents permettant d'indexer ses composants (i) et (ii). Restent les produits de transport (iv) et (v). On peut réinterpréter le traitement de la congestion dans le système nordique en terme des zones I et II de la figure 1 comme suit. La fourniture de la zone II vers la zone I est interrompue lorsque les capacités de transport entre les deux zones sont saturées. Le consommateur de la zone I reçoit alors sa fourniture au prix de la zone I. Il est donc soumis à un risque de localisation. Nordpool offre des contrats aux différences permettant de se couvrir contre ces aléas. Comme pour les futures et les options, ces produits ne peuvent être décomposés selon les tranches horaires du contrat.

En conclusion, les caractéristiques de l'électricité, qui la rendent si difficile à négocier sur un marché à l'échelle européenne, sont fortement atténuées dans le système nordique : l'importante composante hydraulique rend l'électricité partiellement stockable et le développement du réseau fait qu'elle y est relativement aisément transportable. L'exemple peut cependant également servir de contre-exemple : un système hydraulique est vulnérable aux années sèches et l'activité de Nordpool sur les produits financiers a fortement chuté pendant l'année 2003.

3.3. Un marché électrique décentralisé et liquide

On ne peut créer l'hydraulique, mais il est possible, au moins en principe, d'augmenter les capacités de transport dans le but d'intégrer la géographie du marché électrique. NETA, le système mis en place en Angleterre et au Pays de Galles en 2001 pour remplacer le Pool obligatoire, est largement basé sur ce principe. Ce marché peut être considéré comme l'antithèse du système nordique. NETA

suppose qu'il est possible de créer un marché électrique bilatéral liquide sans organiser un quelconque marché spot d'où émergerait un sous-jacent. L'électricité ne pouvant se stocker, et le système électrique étant affecté perpétuellement par différents aléas, ceci n'est réalisable que si les contrats bilatéraux sont finalisés aussi tard que possible. L'objectif est en effet que les contrats bilatéraux soient aussi alignés que possible sur les transactions physiques. Les parties peuvent en conséquence continuer à négocier jusqu'à une heure avant la réalisation des transactions physiques. Un système d'équilibrage pénalisant les incite d'ailleurs à négocier. Ce système de contrats bilatéraux pourrait-il répondre aux vœux des consommateurs industriels ? Les caractéristiques de l'électricité imposent qu'une partie des contrats soient négociés à très court terme (jusqu'à une heure avant leur exécution). On pourrait donc encore être loin du compte. La négociation intense des contrats et les modifications aux plans d'injection et d'enlèvement qu'elle implique jusque tard avant les transactions physiques ont nécessité la création d'un système informatique complexe et coûteux. Les retards de réalisation ont reculé la mise en œuvre du nouveau marché mais n'ont pas remis en question le résultat : NETA est un marché électrique décentralisé et liquide.

Le réseau, en assurant l'homogénéisation géographique du marché électrique a joué un rôle considérable dans le succès de NETA. Le développement du réseau est le résultat d'une régulation incitative, initiée à l'époque du Pool et visant à diminuer les congestions et donc la segmentation du marché. NETA est ainsi basé sur une véritable « plaque de cuivre » qui résulte de l'infrastructure de transport. Les consommateurs industriels européens auraient sans doute voulu étendre cette homogénéisation du marché géographique au marché continental. Ils ont, dans ce but, proposé une méthode visant à créer une plaque de cuivre européenne. Leur proposition n'est qu'en apparence similaire à NETA : c'est en développant les infrastructures en vue de diminuer la congestion que le réseau d'Angleterre et du Pays de Galles homogénéise le marché géographique. A l'inverse, c'est par le recours à un redispatching intensif que les consommateurs européens espèrent arriver à cette plaque de cuivre. Bien loin de permettre les conditions de développement d'un marché, cette proposition organise un redispatching systématique et régulé.

Mettre en place une régulation incitative en Angleterre et au Pays de Galles pour une entreprise de réseau gérant un seul système est une chose. Le problème se complique si on inclut l'Écosse (BETA). La généralisation du système incitatif à un ensemble de compagnies de réseau opérant de manière plus ou moins coordonnée et soumis à des régulateurs nationaux fonctionnant eux-mêmes dans un cadre européen mou est une tout autre question. On ne connaît pas actuellement de système incitant au développement de capacités de transport dans un système décentralisé. Même si cette solution était connue, il n'est pas certain qu'elle suffise à créer la « plaque de cuivre continentale ». Les interconnexions ne sont en effet

guère populaires : il suffit de se souvenir du sort récent de la nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne.

3.4. Peut-on créer un marché bilatéral liquide sans plaque de cuivre ?

Il faut donc se demander ce qu'on peut faire sans hydraulique et sans plaque de cuivre. Les deux caractéristiques habituelles de l'électricité jouent alors pleinement pour différencier le produit physique dans le temps et dans l'espace. Il y a beaucoup de marchés physiques et peu de liquidité sur chacun d'entre eux. Il n'est donc pas aisé de définir quelques sous-jacents permettant d'indexer des contrats de long terme transfrontière et, *a fortiori*, d'en trouver le prix. L'expérience actuelle de la restructuration suggère fortement qu'il n'est pas possible, dans ce cas, de se passer d'un marché ou de plusieurs marchés organisés où se traitent les produits physiques élémentaires, différenciés dans le temps (heure) et l'espace (nœud sur le réseau). Plusieurs organisations sont *a priori* possibles. On peut créer un marché horaire soit au jour J-1, soit en temps réel, soit encore au jour J-1 et en temps réel. On peut également organiser des marchés intermédiaires entre J-1 et le temps réel. Ces marchés peuvent différencier l'électricité par nœud ou par zone. Le choix d'une de ces possibilités relève de l'architecture du marché. Les objectifs à atteindre dérivent directement de la discussion du contrat : faire établir, si possible, les prix des produits (i), (ii), (iv) et (v) par le marché et sinon identifier des sous-jacents dont l'analyse pourrait servir à leur valorisation et à des évaluations de risques. Les contraintes sont également claires : cela ne peut se faire que si ces marchés sont liquides. L'expérience suggère que, sauf cas particuliers, ceci laisse peu de liberté. Elle suggère également de se méfier des apparentes simplicités. Il est en effet difficile de bien organiser ces marchés. Un marché mal organisé donnera des prix plus ou moins chaotiques dont les utilisateurs se détourneront.

4. Une dichotomie dans l'architecture des marchés

Deux approches permettent de s'accommoder de trop de marchés et d'un manque de liquidité : se limiter à un sous-ensemble de ceux-ci ou les agréger en un plus petit nombre. L'objectif est le même dans les deux cas : concentrer les agents sur un petit nombre de marchés dont on accroît ainsi la liquidité.

Désignons par électricité élémentaire la commodité électrique en chaque nœud et chaque période (heure, demi-heure...). Cette différenciation selon le temps et

l'espace est suggérée par la théorie du fait des caractéristiques physiques du système. La question est de savoir si elle est nécessaire en pratique. Ces caractéristiques comprennent les contraintes de transport déjà mentionnées ; elles comprennent également la variation chronologique de la demande et la dynamique des machines qui font qu'on ne peut considérer deux périodes successives comme indépendantes pour la détermination des prix. Appelons élémentaire un marché capable de donner un prix de l'électricité en chaque noeud et en chaque période. Prenant l'exemple du contrat, le marché élémentaire établit un prix de l'électricité en chaque noeud (de 1 à 6) et dans chaque période ((0-6), (6-12), (12-18) et (18-24)). Il attribue également un prix au contrat de transport entre chaque paire de noeuds en chaque période. Par opposition, un agrégat électrique est un panier de produits électriques élémentaires. L'électricité n'est plus différenciée par noeud et par période horaire élémentaire mais de manière plus grossière : soit on se limite à des sous-ensembles de noeuds et de périodes élémentaires, soit on considère un agrégat de noeuds et de périodes. Un marché agrégé traite des agrégats électriques. Par exemple, un marché qui n'attribuerait de prix qu'au noeud 6 dans les blocs pointe (08-23) et hors pointe (23-08) serait appelé agrégé. Il ne considérerait également qu'un service de transport entre les zones II et I dans chacun de ces blocs horaires. Une autre organisation en marché agrégé traiterait uniquement des prix zonaux de l'électricité et des services de transport entre zones.

Les bourses électriques européennes sont des marchés agrégés. Les marchés agrégés sont proposés pour des raisons pratiques : les marchés élémentaires apparaissent compliqués et la tentation est grande d'essayer de s'en passer. La question est de savoir si c'est possible. On peut *a priori* organiser à la fois des marchés élémentaires et des marchés agrégés. Alternativement, on peut décider de se passer complètement des marchés élémentaires et organiser directement le commerce d'agrégats d'électricité. On peut aussi n'organiser qu'un marché élémentaire et laisser les autres marchés se développer de manière bilatérale. Les possibilités sont nombreuses et les architectures qui en résultent diffèrent également par d'autres caractéristiques. La question du choix d'une architecture a fait rage aux États-Unis ; elle s'est traduite par des mises en œuvre pour lesquelles une expérience est maintenant disponible. Les systèmes de la côte Est des États-Unis et le système ERCOT au Texas organisent un marché élémentaire qui sert de base à des marchés agrégés, organisés ou de gré à gré. Bien qu'ERCOT et les systèmes de la côte Est diffèrent fortement, ils ont comme point commun de recourir à un marché élémentaire en temps réel. Aucun pays européen n'a à ce stade mis en place un marché élémentaire : seule l'Irlande s'y prépare. Mieux, l'idée d'un marché élémentaire en temps réel, qui est un point commun des architectures de la côte Est et d'ERCOT est à ce stade totalement à l'opposé des conceptions sur l'équilibrage des opérateurs de réseaux européens.

Le système nodal mis en place dans plusieurs systèmes de la côte Est des États-

Unis (PJM, New-York et Nouvelle-Angleterre) ainsi que le système des goulots d'étranglement (« flowgate ») de ERCOT au Texas organisent au moins un marché élémentaire. Les systèmes de la côte Est organisent à la fois un marché J-1 (marché élémentaire à terme) et un marché de l'équilibrage (marché élémentaire en temps réel). Il existe également des marchés agrégés organisés de contrats de transmission (produit (iv) dans le contrat). Ces systèmes comprennent par ailleurs des marchés de gré à gré sur la fourniture qui couvrent la plus grosse partie des transactions. Les marchés organisés élémentaires fournissent donc un squelette sur lequel le reste, marchés agrégés organisés et de gré à gré, est construit. ERCOT n'organise qu'un marché de l'équilibrage (marché élémentaire en temps réel) et laisse les autres marchés se développer de manière bilatérale. Ces marchés élémentaires sont très particuliers. Ils sont en effet trop nombreux, trop liés, et trop rapidement changeants pour des opérations habituelles de négoce. Ceci est d'autant plus vrai que certains de ces marchés sont « illiquides ». Les prix sont donc obtenus à partir d'un mécanisme d'enchères qui prend en compte les contraintes de réseau et certaines contraintes dynamiques des machines qui lient ces marchés entre eux. Les agents remettent des courbes d'offre et de demande *ex ante* dans ces enchères. Les prix d'équilibre sont obtenus par un programme de type « unit commitment » (jour J-1) ou « optimal power flow » (équilibrage en temps réel). L'approche pose certains problèmes résiduels comme l'incitation au démarrage des machines qui sont traités par des heuristiques. Contrairement au système informatique mis en place pour gérer les contrats bilatéraux dans NETA, le « unit commitment » et l'« optimal power flow » sont des classiques de l'industrie, même si leur application dans le cadre de la restructuration a nécessité des développements significatifs. Ces marchés organisés peuvent différer en de nombreux points qu'il n'est pas possible de discuter ici. Leur principe commun est qu'il est essentiel de prendre en compte, en tout cas en temps réel, et éventuellement dans certains marchés à terme, la différenciation temporelle et spatiale qui résulte des spécificités de l'électricité. La justification intuitive de ce principe est simple : cette différenciation traduit une information économique essentielle qu'il est impossible d'obtenir par des transactions bilatérales. Certains paiements doivent donc se faire à des prix qui reflètent cette information. Cette organisation introduit des liens entre les marchés géographiques et temporels : même s'il y a peu d'agents sur chaque marché nodal, tous les agents sont réunis par le mécanisme d'enchère global : c'est le « unit commitment » (avec réseau) et l'« optimal power flow » qui réalisent l'arbitrage.

On peut organiser différents marchés financiers agrégés à partir des marchés élémentaires. Ces marchés financiers permettent aux agents de se couvrir contre le risque. Les agents peuvent désirer une couverture plus ou moins étendue. Il n'est donc pas *a priori* nécessaire de fournir un ensemble complet de produits permettant d'éliminer tout risque. Alternativement on peut se dire que, même si on

fournissait une gamme complète de produits de couverture, l'illiquidité des marchés déjà mentionnée les rendrait inopérants. Les produits financiers sont donc choisis pour que les marchés soient suffisamment complets et liquides. Il est remarquable que l'arbitrage sur les marchés financiers de transport est également réalisé par un programme qui prend en compte les contraintes techniques du réseau. On peut alternativement décider de ne pas organiser de marchés financiers et laisser la question entièrement aux marchés bilatéraux comme dans ERCOT. Il y a des opinions tranchées mais pas de consensus sur ces questions : on collecte l'expérience et on l'analyse.

Ces marchés répondent-ils aux besoins en produits structurés des consommateurs industriels ? En partie peut-être, certainement pas entièrement. Les marchés élémentaires et les marchés financiers qui en dérivent peuvent fournir les prix des produits (i) et (iv) sur le court terme. Ils permettent également des analyses de valorisation et de risque utiles pour une négociation. On est cependant encore loin de pouvoir trouver des prix d'option tels que demandés par (ii) et (v) et ce, quelle que soit la maturité. Mais on dispose de matériaux pour faire des évaluations et des études de risque.

Les Européens ont choisi de se passer des marchés élémentaires. Ils se concentrent sur des marchés agrégés. Ceci se discute dans le cadre du Forum de Florence (voir le site de la DG TREN). Les bourses européennes travaillent avec des agrégats spatiaux obtenus sans référence à une description physique du système électrique. Les marchés bilatéraux cotent des agrégats horaires et spatiaux. Tout ceci ne fournit effectivement que peu d'information pour négocier un contrat structuré.

5. L'expérience des marchés organisés et bilatéraux

On dispose maintenant d'une expérience non négligeable dans ces marchés. Les systèmes basés sur des marchés élémentaires fonctionnent bien, même lorsqu'il y a congestion. Evidemment, ils fonctionnent moins bien à New-York qu'à PJM : plus il y a de congestion, plus il y a de segmentation. Il reste à savoir dans quelle mesure les prix qu'ils fournissent aideraient les consommateurs industriels dans leur négociation de produits structurés. Le manque de liquidité reste un problème sur chaque segment de marché lorsque la congestion devient trop importante. Par ailleurs, la dépendance statistique entre segments de marchés géographiques parfois intégrés est également une question majeure pour l'analyse du risque mais qui ne semble pas avoir été bien explorée. On est donc encore loin de pouvoir décomposer le contrat en quatre produits dont on peut trouver les prix sur les marchés. Mais on peut, moyennant une certaine technicité, évaluer certains

risques du contrat à partir des informations trouvées sur les marchés organisés et bilatéraux et ainsi assembler des informations utiles à une négociation.

L'expérience des systèmes faisant l'économie du marché physique (en particulier les systèmes zonaux) est plus douteuse sauf si, comme dans Nordpool et NETA, on a pu accroître les capacités du réseau. PJM a abandonné un système zonal en 1998 et la Nouvelle-Angleterre a fait de même en 2003. ERCOT qui fonctionne sur une autre base a également souffert de son système de zones avant la création d'un marché élémentaire en temps réel. Enfin, la FERC avait sommé la Californie de modifier son système zonal bien avant que cette restructuration attire l'attention par d'autres problèmes. L'intuition qui peut expliquer ces échecs est simple, même si la discussion technique peut en être difficile. Il est essentiel que les prix traduisent les contraintes physiques auxquelles l'électricité est soumise. C'est le rôle des marchés élémentaires de faire apparaître cette réalité et ces marchés ne peuvent être qu'organisés. Tout système qui construit des prix de produits financiers agrégés sans référence à la réalité physique du marché élémentaire introduit des risques d'incohérence dans le meilleur des cas, de manipulation de marché autrement. Par ailleurs, l'absence d'un marché élémentaire fournissant des prix de sous-jacents ayant un sens économique compliquera la recherche de produits structurés, problème des industriels. Le paradoxe est que ces consommateurs industriels semblent ignorer ce principe : ils revendiquent à la fois les produits structurés et une architecture de marché qui ne permet pas de les valoriser.

6. Conclusion

La discussion sur l'organisation des marchés électriques a fait rage aux États-Unis pendant plusieurs années. Les opinions peuvent encore diverger sur de nombreux points, mais il existe un consensus minimum : il est nécessaire d'organiser au moins en temps réel, un marché élémentaire intégrant l'énergie et le transport. Ce marché doit fournir des prix qui prennent en compte la différenciation géographique et temporelle de l'électricité. On ne peut compter sur le négoce pour arriver à ce résultat. Le marché doit être organisé, en fait, très organisé. Il nécessite que les arbitrages spatiaux (et le cas échéant temporels) soient obtenus par un programme de type « optimal power flow ». C'est le principe du système nodal ou de sa variante goulot d'étranglement (« flowgate ») dans une architecture de marché standardisée (« standard market design ») telle que proposée par la FERC aux États-Unis (mais loin d'être acceptée). Ceci peut paraître complexe ; le seul remède à cette complexité est d'investir dans le réseau afin de réduire la différenciation géographique du produit électrique. C'est ce que révèle NETA. On peut alors faire l'économie du marché organisé au prix d'une intensification des transactions bilatérales. Il n'y a pas d'idée ferme sur le reste. On peut organiser d'autres marchés

ou simplement tout laisser à des marchés de gré à gré. L'expérience laisse cependant apparaître qu'un marché physique organisé au jour J-1 combiné au marché physique en temps réel est utile.

On peut vouloir organiser directement des marchés sur des produits agrégés. C'est ce que les Européens discutent depuis 1998 (début du processus de Florence) en repassant par des arguments déjà fréquemment entendus : le marché élémentaire est trop compliqué ; le marché agrégé est plus liquide et plus simple ; on peut donc tout construire sur des marchés agrégés. Ces arguments ont justifié des systèmes qui ont échoué aux États-Unis. La physique et l'économie obéissant sans doute aux mêmes lois partout, les conséquences devraient être les mêmes : cela ne devrait pas fonctionner.

Ce que nous connaissons des systèmes restructurés actuellement ne laisse cependant pas augurer qu'il sera bientôt possible de répondre de manière très positive à la demande des consommateurs pour des produits structurés. Une architecture adéquate combinée à un effort d'investissement en infrastructure de transport devraient permettre d'arriver à des indices de prix suffisamment liquides et utiles pour négocier des produits structurés, pas pour en évaluer le prix. Une absence d'investissement dans le réseau combinée à une mauvaise architecture compliqueront la tâche et pourraient la rendre impossible. Il est à craindre que les consommateurs industriels ne doivent encore attendre. Mais peut être se lasseront-ils d'attendre.

Références

Boisseleau, F. 2004. *The Role of Power Exchanges for the Creation of a Single European Electricity Market: Market Design and Market Regulation*. Delft University Press.

Chao, H.-P. and S. Peck. 1998. "Reliability Management in Competitive Electricity Markets". *Journal of Regulatory Economics* 3, 189-200.

Clelow, L. and C. Strickland. 2000. *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*. Lacima Publications.

DTe. 2004. Development of Liquidity of the Dutch Electricity Market 2003-2004. Available from <http://www.dte.nl/>

Stoft, S. 2002. *Power System Economics : Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE.